



**Universidade de Brasília - UnB
Faculdade UnB Gama - FGA
Curso de Engenharia de Energia**

**ESTUDO DE EMPREENDIMENTOS ENERGÉTICOS
HÍBRIDOS BASEADOS EM FONTES RENOVÁVEIS
DESDE O PONTO DE VISTA DA
REGULAMENTAÇÃO VIGENTE NO BRASIL**

**Autor: Filipe Costa Crema
Orientador: Jorge Cormane**

**Brasília, DF
2015**



FILIPPE COSTA CREMA

**ESTUDOS DE EMPREENDIMENTOS ENERGÉTICOS HÍBRIDOS BASEADOS EM
FONTES RENOVÁVEIS DESDE O PONTO DE VISTA DA REGULAMENTAÇÃO
VIGENTE NO BRASIL**

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Orientador: Doutor Jorge Cormane

**Brasília, DF
2015**

CIP – Catalogação Internacional da Publicação*

Crema, Filipe Costa.

Estudos de Empreendimentos Energéticos Híbridos baseados em Fontes Renováveis desde o ponto de vista da regulamentação vigente no Brasil/ Filipe Costa Crema. Brasília: UnB, 2015. 103 p.: il.; 29,5 cm.

Monografia (Graduação) – Universidade de Brasília Faculdade do Gama, Brasília, 2015. Orientação: Jorge Cormane.

1. Fonte Fotovoltaica. 2. Mercado de energia elétrica. 3. Benefício financeiro I. Cormane, Jorge. II. Estudos de Empreendimentos Energéticos Híbridos baseados em Fontes Renováveis desde o ponto de vista da regulamentação vigente no Brasil.

CDU Classificação



**ESTUDOS DE EMPREENDIMENTOS ENERGÉTICOS HÍBRIDOS BASEADOS EM
FONTES RENOVÁVEIS DESDE O PONTO DE VISTA DA REGULAMENTAÇÃO
VIGENTE NO BRASIL**

Filipe Costa Crema

Monografia submetida como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia da Faculdade UnB Gama - FGA, da Universidade de Brasília, em ____/____/____ apresentada e aprovada pela banca examinadora abaixo assinada:

Prof. Doutor: Jorge Cormane, UnB/ FGA
Orientador

Prof. Doutor: Augusto Brasil, UnB/ FGA
Membro Convidado

Prof. Doutora: Paula Meyer , UnB/ FGA
Membro Convidado

Brasília, DF
2015

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer primeiramente aos meus pais, Edgard e Gilda, que me deram amor, educação e a oportunidade para que eu estivesse aqui. No âmbito familiar, ainda, agradeço ao meu irmão Bruno, a minha avó Leuda e a minha tia Cláudia.

Agradeço ao meu orientador, Doutor Jorge Cormane, que está me guiando neste trabalho.

Por fim, e não menos importante, agradeço aos meus amigos que me ajudaram neste trabalho, especialmente a Natalia e a Priscilla.

Dedico esse trabalho a vocês e, novamente, muito obrigado.

RESUMO

O trabalho busca, através de uma revisão do mercado de energia elétrica e da regulamentação vigente no Brasil, estudar o benefício financeiro de parques solares fotovoltaicos. A fonte fotovoltaica é inesgotável e pouco explorada. Esta fonte é uma possibilidade de diversificação da matriz elétrica brasileira e, conseqüentemente, uma maior segurança para sistema elétrico. Assim, baseado nos resultados do 6º Leilão de Energia de Reserva, onde se comercializou energia proveniente de fonte fotovoltaica, foi fundamentada a hipótese que um parque solar fotovoltaico de 30MW sem estruturas pré-existentes é inviável financeiramente. Partindo desta hipótese, foi desenvolvida uma metodologia, na qual são apresentados os fatores que impactam no benefício financeiro desses empreendimentos. Sendo assim, foi proposto três estudos de casos onde são demonstrados analiticamente o comportamento desses fatores nos cenários propostos. Portanto, reduzindo o impacto desses fatores à benefício financeiro dos projetos de geração provenientes da fonte fotovoltaica, gera-se, assim, benefício financeiro para esta fonte.

Palavras-chave: Fonte fotovoltaica. Mercado de energia elétrico. Benefício financeiro.

ABSTRACT

This paper aims, by means of electric energy market revision and evaluation of Brazilian legislation, to study financial benefits of photovoltaic power stations. The photovoltaic source is inexhaustible and underexplored. This energy source constitutes a possibility of diversification of Brazilian electric array and consequently, greater security to the electrical system. This way, according to data from the 6^o Reserve Energy Auction, where it has been commercialized energy from photovoltaic source, It was based the hypothesis that a photovoltaic power station of 30 MW without preexisting structures is financially unfeasible. Starting from this hypothesis, a methodology was developed where the impact factors on the financial benefits of these projects are presented. Three case studies were proposed to demonstrate analytically the behavior of these factors in the proposed context. The goal was to reduce the impact of these factors on the benefits of the generation projects from photovoltaic source, reaching its financial benefits.

Keywords: Photovoltaic source. Electric energy market. Financial benefits.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Relações do Mercado de Energia Elétrica Brasileiro.	13
Figura 2: Natureza dos documentos requeridos para o DRO.....	15
Figura 3: Diagrama estrutural da apresentação dos casos.	20
Figura 4: Diagrama estrutural de apresentação dos fatores.	24

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Relação entre o tipo de base e os preços de instalação e fator de capacidade.....	19
Tabela 2: Relação de componentes e percentual do custo da subestação elevadora.	26
Tabela 3: Relação de componentes e preços da subestação elevadora.....	27
Tabela 4: Relação de componentes e percentuais do custo da linha de transmissão.	27
Tabela 5: Relação de componentes e custos da linha de transmissão.....	28
Tabela 6: Relação do caso e do percentual do custo de O&M.....	28
Tabela 7: Relação do financiamento e as taxas.....	29
Tabela 8: TIR dos cenários base.....	29
Tabela 9: TIR para complexo fotovoltaico com 3 parques e aproveitamento da subestação elevadora.	30
Tabela 10: TIR para CRGH e aproveitamento da subestação elevadora.	30
Tabela 11: TIR de parque de 30MW e necessidade de 15 km de linha de transmissão.	30
Tabela 12: TIR de complexo fotovoltaico com 3 parques e necessidade de 15 km de linha de transmissão.	31
Tabela 13: TIR CRGH e necessidade de 15 km de linha de transmissão.	31
Tabela 14: Decréscimo da TIR para cada 1 km de linha de transmissão adicionado.	31
Tabela 15: TIR de um complexo fotovoltaico com 3 parques de 30MW.	32
Tabela 16: TIR de uma CRGH.	32

LISTA DE SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEAL	Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica no Ambiente Livre
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCEI	Contrato de Compra de Energia Incentivada
CRGH	Central Renovável de Geração Híbrida
DRO	Despacho de Requerimento de Outorga
EIA	Estudo de Impacto Ambiental
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GF	Garantia Física
LER	Leilão de Energia de Reserva
LFA	Leilão de Fontes Alternativas
MCP	Mercado de Curto Prazo
O&M	Operação e Manutenção
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PCHs	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RAS	Relatório Ambiental Simplificado
RIMA	Relatório de Impacto Ambiental
SIN	Sistema Interligado Nacional
UHES	Usinas Hidrelétricas

LISTA DE SÍMBOLOS

MW	Megawatt
MWh	Megawatt-hora
R\$	Reais
R\$/MWh	Reais por Megawatt-hora
MWm	Megawatt médio
FCms	Fator de Capacidade médio solar
FCme	Fator de Capacidade médio eólico
GFs	Garantia Física solar
GFe	Garantia Física eólica
Pls	Potência Instalada solar
Ple	Potência Instalada eólica
C	Fator de comparação
Pme	Preço médio eólico
PTmín	Preço-teto mínimo
km	Quilometro
KW	Quilowatt
%	Porcentagem

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS	8
LISTA DE TABELAS	9
LISTA DE SIGLAS	10
LISTA DE SÍMBOLOS	11
1 INTRODUÇÃO.....	11
1.1 OBJETIVOS DO TRABALHO	11
1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO	11
2 REFERENCIAL TEÓRICO.....	13
2.1 MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA	13
2.2 REQUISITOS.....	15
2.3 INDICADORES FINANCEIROS.....	16
3 MÉTODOS.....	17
4 APRESENTAÇÃO DOS CASOS.....	20
COMPLEXO FOTOVOLTAICO.....	20
4.1 20	
4.2 CENTRAL RENOVÁVEL DE GERAÇÃO HÍBRIDA	21
4.2.1 Central de Geração Eólica-Fotovoltaica.....	22
4.2.2 Central de Geração Hidro-Solar	23
5 APRESENTAÇÃO DOS FATORES	24
5.1 LICENCIAMENTO AMBIENTAL	24
5.1.1 COMPLEXO FOTOVOLTAICO	24
5.1.2 EÓLICO-SOLAR	25
5.1.3 HIDRO-SOLAR	25
5.2 SUBESTAÇÃO ELEVADORA	25
5.3 LINHA DE TRANSMISSÃO	27
5.4 O&M.....	28
6 RESULTADOS E ANÁLISES	29
6.1 CENÁRIOS BASE.....	29
6.2 CENÁRIOS COM APROVEITAMENTO DA SUBESTAÇÃO ELEVADORA	30
6.3 CENÁRIOS COM NECESSIDADE DE LINHA DE TRANSMISSÃO.....	30
6.4 CENÁRIOS COM VARIAÇÕES DE O&M.....	32
7 CONCLUSÃO.....	33
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	34
ANEXOS 1: Resultado do 6º Leilão de Energia de Reserva.....	36

1 INTRODUÇÃO

Atualmente existe uma preocupação mundial em gerar energia de forma ambientalmente sustentável a partir de fontes renováveis. O Brasil tem uma posição de destaque, uma vez que possui 79,9% de sua matriz elétrica renovável, baseada em grandes usinas hidrelétricas (UHEs) (ABEEólica, 2014). No início dos anos 2000, perante uma grave crise hídrica, entrou em discussão a segurança do sistema de energia elétrica. Surgiu então, o entendimento da necessidade de diversificar a matriz elétrica e, por esse motivo, foi criado o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA).

A fonte fotovoltaica mesmo não foi diretamente beneficiada pelo PROINFA, mas se beneficia de uma cultura de investimentos em fontes alternativas que floresceu desse programa. Juntamente com essa cultura, o desenvolvimento técnico dos painéis fotovoltaicos ocorrido no mundo alavancou estudos do benefício financeiro desta fonte para geração comercial no Brasil.

Em 2014, foram comercializados os primeiros lotes de energia provenientes de usinas solares fotovoltaicas. A comercialização desses lotes foi um marco para a fonte, mesmo que tenha sido comercializada a energia de apenas 7,75% dos projetos cadastrados. O valor da venda dessa energia foi motivo de discussão no setor, por ser considerado baixo.

1.1 OBJETIVOS DO TRABALHO

Considerando a condição de preço supracitada e as condições de financiamento, este trabalho tem como objetivo principal estudar os fatores que impactam no benefício financeiro. Sendo assim, usando como base a regulamentação do mercado e aspectos financeiros, será desenvolvida uma metodologia, onde estarão representados tais fatores. E por fim, essa metodologia será aplicada aos casos, evidenciando a influência dos fatores no benefício financeiro.

1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho inicia apresentando o mercado de energia elétrica, a regulação para empreendimentos de geração de energia proveniente de fontes alternativas e os indicadores financeiros. O trabalho caminha pela metodologia, apresentação dos

casos e fatores, levando ao alcance dos resultados e realização das análises. Por fim, é apresentada a conclusão.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

No referencial teórico são apresentados o mercado de energia elétrica brasileiro e os requisitos para se empreender um parque fotovoltaico, baseando-se na regulamentação vigente.

2.1 MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA

O mercado de energia elétrica no Brasil é de fundamental importância para o entendimento deste trabalho. Por isso, será apresentado e apontado, sucintamente, as divisões e características principais desse mercado.

O mercado é dividido em três ambientes: Ambiente de Contratação Regulada (ACR), Ambiente de Contratação Livre (ACL) e o Mercado de Curto Prazo (MCP). Sendo que o ACR e o ACL tem maior relevância no contexto deste trabalho. Dentro desses ambientes serão esclarecidas, apenas, as características supracitadas. A hierarquia do mercado de Energia Elétrica é ilustrada na Figura 1.

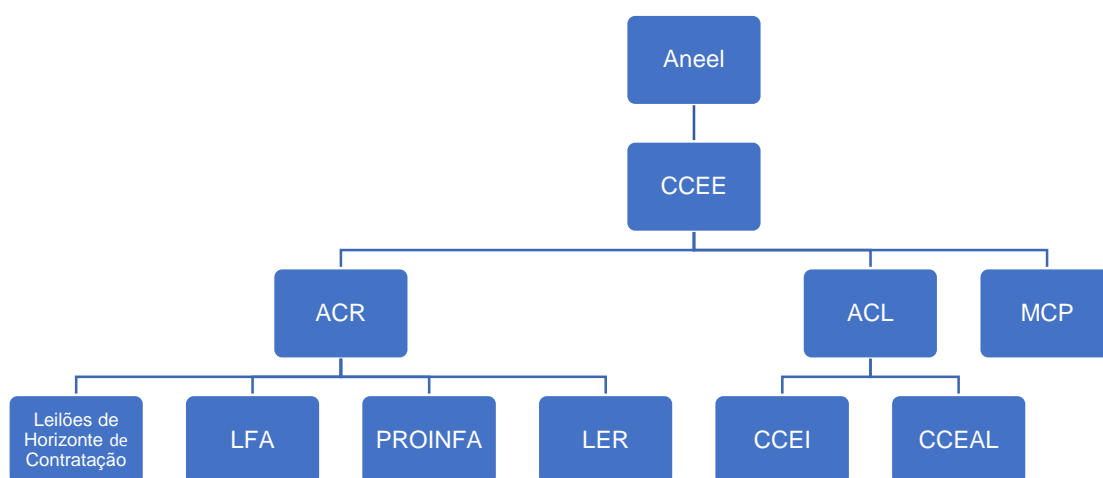


Figura 1: Relações do Mercado de Energia Elétrica Brasileiro.

Fonte: Autor.

O ACR engloba as operações comerciais reguladas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Nesse ambiente estão contemplados os contratos do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) e os leilões de compra e venda de energia elétrica – especificados pela Aneel e realizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Os Leilões de Horizonte de Contratação A-5 e A-3 e os Leilões de Fontes Alternativas (LFA) se destacam por grandes montantes de energia comercializados proveniente das fontes eólica e solar.

Os leilões A-5 e A-3 são aqueles onde a comercialização da energia ocorre, respectivamente, 5 e 3 anos antes do início da operação comercial. Já o LFA, como o próprio nome explica, é específico para comercialização de energia proveniente de fontes alternativas de energia elétrica. Sendo assim, uma forma de incentivo ao aumento da participação dessas fontes na matriz elétrica brasileira.

No ACL encontram-se na geração autoprodutores, produtores independentes e os geradores a título de serviço público, e na demanda dessa produção os consumidores livres e especiais, comercializadores, importadores e exportadores de energia. A comercialização de energia elétrica nesse ambiente é celebrada através de contratos, entre esses o Contrato de Compra de Energia Incentivada (CCEI) e o Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica no Ambiente Livre (CCEAL) são os de maior relevância para este trabalho.

No ACR a energia passível de ser comercializada em empreendimento é uma função da Garantia Física (GF) em Megawatts médios (MWm) e do período de contratação em horas (h). Para cada empreendimento energético pode ser calculado uma GF que representa a potência constante que tal empreendimento gera em todo o período de contratação.

No ACL é por meio de contratos bilaterais que devem ser cumpridos tanto do lado da oferta, geração, quanto do lado da demanda, consumo. Por exemplo, se o empreendimento não gerar o suficiente para cumprir o contrato, o dono ou a empresa dona deste, deve comprar energia no mercado de curto prazo para cumprir o contrato. Desse modo, se o cliente não consumiu toda a energia contratada, ele deve pagar da mesma forma com o objetivo de cumprir o contrato. Tendo em vista que cada contrato é único, o contexto apresentado acima se trata apenas de um caso genérico.

O Mercado de Curto Prazo, basicamente, serve para liquidar a diferença entre geração e consumo dos ambientes livre e regulado. Sendo que o processo de liquidação ocorre de maneira multilateral sem que haja identificação das partes. Ou seja, redistribui a energia de acordo com a necessidade e, conseqüentemente, indica a parcela que cada agente envolvido deverá pagar. Com a compreensão de mercado de energia acima, a seguir serão apresentados os requisitos necessários para participação neste mercado.

2.2 REQUISITOS

Neste tópico serão esclarecidos os requisitos para instalação de parques solares fotovoltaicos e eólicos. Tendo em vista que a fonte eólica está consolidada no mercado de energia elétrica brasileiro, acredita-se que a fotovoltaica seguirá o mesmo percurso. Assim, o estudo da fonte eólica tem como objetivo facilitar a compreensão de algumas análises que estão por vim, visando registrar as semelhanças e dificuldades para as fontes e para os diferentes ambientes do mercado.

A instalação desses parques depende da Autorização para Exploração concedida pela Aneel, solicitada por meio do Despacho de Requerimento de Outorga (DRO). Essa autorização se faz necessária para os dois ambientes do mercado e parques eólicos e solares uma vez que o novo projeto não pode prejudicar projetos já existentes. No caso eólico com principal intuito de proibir que os projetos existentes acabem na área de influência dos novos (ANEEL, 2009).

No ACR, além dessa autorização, é necessário enviar a Solicitação de Cadastramento e Habilitação Técnica, a qual será submetida à análise da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Cadastrado, o projeto poderá comercializar a energia nos leilões (EPE, 2015). Na Figura 2 está registrada a natureza dos documentos requeridos¹ pelo DRO, em comum e os específicos para cada fonte:

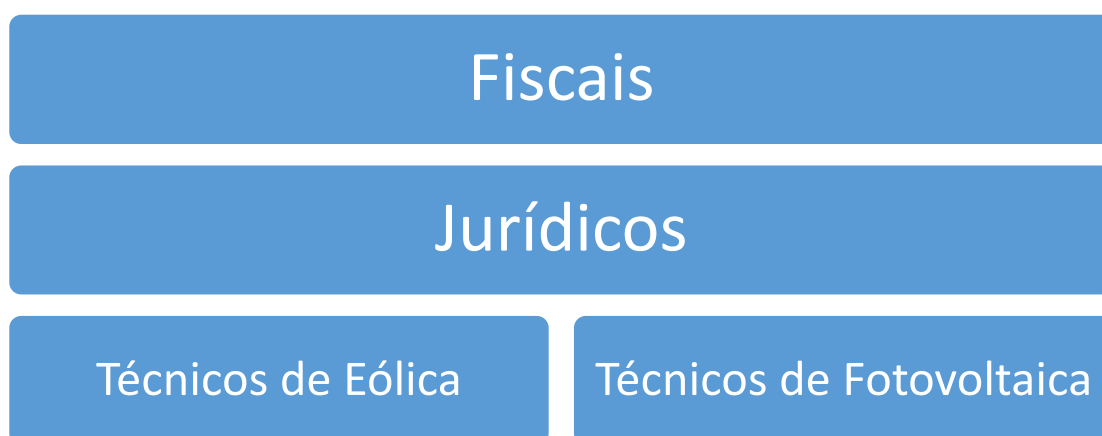


Figura 2: Natureza dos documentos requeridos para o DRO.

Fonte: Autor.

¹ Os documentos requeridos para o DRO são especificados nas Resoluções ANEEL nº 390/2009 e nº 391/2009, uma vez que na primeira se enquadra fontes alternativas e a última sendo específica para eólica.

Os documentos², a serem enviados à EPE, são todos os enviados para solicitar a Autorização de Exploração incluindo, entre outros, a Licença Ambiental e Informação de Acesso. Destacam-se esses dois documentos, pois são de suma importância para qualquer tipo de empreendimento de geração de energia elétrica, para esse trabalho não poderia ser diferente.

Partindo de um parque eólico, pode-se ter um licenciamento ambiental simplificado ou não (MMA, 2014). Enquanto para um parque solar fotovoltaico, tal licenciamento é simplificado, dispensando a elaboração Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e Relatório de Impacto Ambiental (RIMA) para a licença prévia (MMA, 2001).

O Parecer de Acesso ou documento equivalente para o acesso à Rede Básica e às Demais Instalações de Transmissão é um documento que deve ser emitido pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) ou pela EPE, dependendo do prazo para entrar em operação. Nesse documento fica definido onde o empreendimento interliga a sua energia, ou seja, nele se define a distância e a tensão da linha de transmissão e, também, a tensão da subestação elevadora (EPE, 2015).

2.3 INDICADORES FINANCEIROS

Os indicadores financeiros são:

- Taxa de Juros a Longo Prazo (TJLP);
- Taxa Interna de Retorno (TIR);
- Taxas de Juros.

A TJLP foi selecionada por ser utilizada como base nos financiamentos do Banco Nacional do Desenvolvimento (BNDES) e considerando que investimentos em energia e outras infraestruturas são investimentos a longo prazo.

A TIR foi escolhida uma vez que é a taxa de juros que iguala o investimento com os prováveis recebíveis. Ou seja, é a taxa que indica a ausência de lucro e prejuízo no negócio. Então, qualquer taxa de juros abaixo da TIR encontrada indica benefício financeiro e qualquer taxa acima, inviabilidade.

Taxas de Juros são possíveis taxas de financiamento para casos, sendo utilizado os pontos de máximo e mínimo das linhas de financiamento existentes.

² Tais documentos estão listados em cadernos elaborados pela EPE.

3 MÉTODOS

A comercialização da energia dos primeiros parques fotovoltaicos ocorreu no 6º Leilão de Energia de Reserva (LER), em 2014. Este fato chamou atenção do mercado de energia elétrica, principalmente, pelo preço de venda da energia desses empreendimentos, gerando assim desconfiança sobre o benefício financeiro destes projetos. O preço de apenas R\$ 215,53, quando se comparado ao preço, R\$ 142,92, e ao fator de capacidade, que é aproximadamente o dobro, da fonte eólica, percebe-se que é baixo.

Baseando-se no resultado deste leilão, presente no anexo 1, dá-se continuação a comparação das fontes eólica e fotovoltaica, e estendendo para o benefício financeiro destas, observa-se que, para empreender um parque fotovoltaico sem nenhuma estrutura pré-existente, o preço-teto mínimo do leilão é resultado da aplicação das equações, demonstradas a seguir, ao resultado do 6º LER. Evidentemente, há diferenças técnicas³ entre as fontes, e para fins deste trabalho, considera-se que os custos com essas diferenças técnicas e a diferença entre os riscos de cada fonte, se equilibrem na análise financeira destes projetos. Essa consideração, provavelmente, é vantajosa à fotovoltaica, uma vez que o investimento de instalação é superior ao da eólica, e por se tratar de uma fonte ainda não consolidada, o risco também é maior. Portanto, estas equações consideram a média do fator de capacidade e do preço de venda, para cada fonte.

Definindo assim, fator de capacidade médio como a razão dos somatórios da garantia física sobre o da potência instalada, para cada uma das fontes. Como apresentado nas equações a seguir:

$$FC_{ms} = \frac{\sum GF_s}{\sum PIs} \quad (1)$$

$$FC_{me} = \frac{\sum GF_e}{\sum PLe} \quad (2)$$

Onde,

FC_{ms} e FC_{me} são Fator de Capacidade médio solar e eólico, respectivamente;

GF_s e GF_e são as Garantias Físicas solar e eólica, respectivamente;

PI_s e PI_e é a Potência Instalada solar e eólica, respectivamente.

³ Diferenças técnicas, para este trabalho, diz respeito ao investimento de instalação e à O&M.

O fator de capacidade é o percentual da potência instalada, o qual permite comparar, entre as fontes, a quantidade de energia gerada por cada MW de potência instalada. Assim, define-se o fator de comparação como a razão entre o fator de capacidade solar sobre o eólico, como apresentado na equação a seguir:

$$C = \frac{FC_{ms}}{FC_{me}} \quad (3)$$

Onde,

C: é o fator de comparação de fator de capacidade.

Para este trabalho, entende-se que o preço-teto mínimo para obter benefício financeiro ocorre quando, considera-se o equilíbrio dos custos e dos ricos entre as fontes. Ou seja, quando se analisa o preço de venda e o fator de capacidade. Nesta condição, define-se o preço-teto mínimo como a razão entre o preço médio da fonte eólica sobre o fator de comparação, como mostrado na equação abaixo:

$$PT_{\min} = \frac{P_{me}}{C} \quad (4)$$

Onde,

P_{me} : é o preço médio da eólica;

PT_{\min} : é o preço-teto mínimo para fonte fotovoltaica no leilão.

O preço-teto mínimo, encontrado pela comparação acima, foi de aproximadamente 271,00 R\$/MWh. Sendo, que o preço-teto do leilão foi de 262,00 R\$/MWh e a energia foi comercializada pelo preço médio de 215,53 R\$/MWh. Assim, um projeto onde não há estruturas pré-existentes, estaria inviabilizado pelo preço-teto do leilão. Lembrando que não é, de forma alguma, interesse e/ou objetivo deste trabalho contestar ou sobrepor o trabalho da EPE e tão pouco contestar a credibilidade e a capacidade dos empreendedores vencedores desse leilão.

A partir da hipótese acima, será apresentada a metodologia, na qual estão evidenciados os fatores que impactam no benefício financeiro dos projetos. A metodologia se baseia nas leis e regulamentação vigente no Brasil.

O método a ser utilizado é a análise financeira, baseada no 6º e no 7º LER, sobre o projeto básico com o enfoque voltado para quatro fatores: Licenciamento Ambiental, Subestação Elevadora, Linha de Transmissão e Operação e Manutenção (O&M). Os motivos da escolha destes fatores seguem abaixo:

- O projeto básico será a base da análise financeira, pois é nessa etapa em que se verifica o benefício financeiro de um projeto;

- O licenciamento ambiental é um fator que coloca em risco o benefício financeiro, uma vez que podem ser requeridos estudos mais aprofundados e medidas mitigatórias e compensatórias. Para este trabalho será considerada somente a primeira etapa, a licença prévia;
- A subestação elevadora de um projeto é em função do ponto de acesso⁴ autorizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). O custo dessa instalação assim como as perdas de energia da mesma, evidentemente, depende da tensão do acesso;
- A linha de transmissão, de certa forma, está vinculada com o fator anterior no que se refere à tensão, pois seu custo depende dessa tensão e da distância do ponto de acesso;
- A O&M é um custo que surge no início da operação e somente acaba com o fim da vida útil dos painéis.

A análise financeira se baseia no cálculo da TIR nos diferentes cenários propostos e comparar com as taxas de juros de prováveis financiamentos. Esse cálculo utiliza os valores médios do preço de venda da energia, valores base para o investimento e para o custo de O&M por MWh produzido.

Serão utilizados dois tipos de bases para o painel solar, uma fixa e outra com um *tracker* de um eixo. As informações de custos e fator de capacidade encontram-se na tabela abaixo:

Tabela 1: Relação entre o tipo de base e os preços de instalação e fator de capacidade.

Fonte: Consultoria.

	PREÇO (R\$/MW)	FATOR DE CAPACIDADE
FIXO	4.900.000,00	0,22
TRACKER DE UM EIXO	5.600.000,00	0,30

Assim, com a metodologia definida, pode-se apresentar os casos e os fatores a serem combinados entre si, a fim de gerarem os cenários.

⁴ Se refere ao acesso ao Sistema Interligado Nacional (SIN)

4 APRESENTAÇÃO DOS CASOS

O 6º LER foi um marco para a fonte fotovoltaica, com base nos resultados deste leilão, percebe-se que 85,4% da potência que será instalada está em complexos fotovoltaicos com pelo menos 90 MW, indicando ganho em escala. Também é notável que alguns empreendimentos são em regiões onde há complexos eólicos⁵, por exemplo no município de Caetité-BA, onde já existem a maioria dos fatores apresentados na metodologia.

Portanto, neste tópico serão apresentados os casos explicitando as vantagens, as desvantagens e os riscos. A apresentação será feita de acordo com a Figura 3, abaixo.

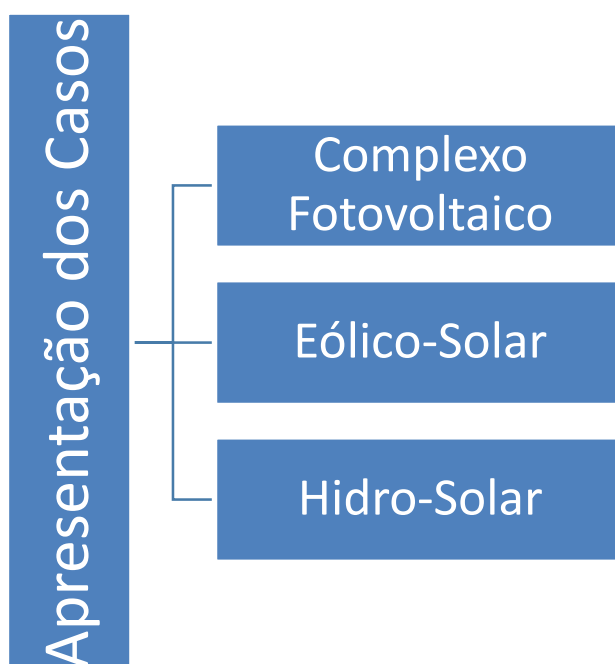


Figura 3: Diagrama estrutural da apresentação dos casos.

Fonte: Autor.

4.1 COMPLEXO FOTOVOLTAICO

A alternativa do conjunto de parques fotovoltaicos gera um ganho em escala, ou seja, dilui entre os projetos os custos com os fatores. Mas essa alternativa possui algumas desvantagens. No ambiente livre dificilmente se conseguirá vender um montante tão grande de energia para um único comprador, o que justifica a

⁵ Complexo eólico é um conjunto de parques eólicos (EPE)

necessidade de fazer diversos contratos. Ainda nesse ambiente, a tarifa é definida por meio de uma negociação entre as partes, fazendo com que possa ser viável sem a utilização destas alternativas. No ambiente regulado a energia de algum projeto do complexo pode não ser comercializada por falta de demanda, o que pode comprometer os benefícios financeiros dos outros projetos.

4.2 CENTRAL RENOVÁVEL DE GERAÇÃO HÍBRIDA

A partir do estudo do mercado, dos requisitos para participar deste e de definições de seus agentes procura-se definir, a seguir, Central Renovável de Geração Híbrida (CRGH).

A partir da interseção dos painéis fotovoltaicos em empreendimentos energéticos eólicos e hidráulicos surge uma Central Renovável de Geração Híbrida (CRGH). Esta definição extraoficial, que segue neste tópico, explica o porquê dessa interseção. Evidentemente, tal definição será fundamentada em definições oficiais.

Um sistema de geração híbrida é constituído de duas ou mais fontes de energia que buscam, de maneira integrada e com baixo custo, suprir e/ou reduzir a energia gasta por um consumidor. Os sistemas híbridos são muito vinculados a geração distribuída, sendo utilizados em casos de economia de energia e comunidades isoladas *smart grid*⁶ e *off grid*⁷, respectivamente (EPE, 2014).

Por somente existir regulação e definição para sistemas híbridos isolados ou distribuídos, tal definição será adaptada aos empreendimentos de geração comercial, *on grid*⁸, e combinada à regulação vigente para centrais fotovoltaicas. A partir dessa adaptação se gera uma definição de Central Renovável de Geração Híbrida e com a análise da regulamentação esclarecer o comensalismo⁹ entre as fontes estudadas futuramente nos estudos de casos.

Baseando-se na definição de sistema híbrido:

- Central Renovável de Geração Híbrida: Empreendimentos de geração de energia elétrica por meio de duas ou mais fontes renováveis, os quais possuem as seguintes características:

⁶ *Smart grid* por sua tradução é rede inteligente, nesse caso o consumidor pode gerar energia e ganhar créditos perante a distribuidora abatendo assim da sua conta.

⁷ *Off grid* em sua tradução literal é desligado da rede, mas nesse caso é não conectado à rede. Ou seja ao SIN.

⁸ *On grid* em português é ligado à rede, ou seja conectado ao SIN.

⁹ Comensalismo é um tipo de relação entre duas espécies em que uma das espécies se beneficiam sem causar prejuízo a outra espécie. Neste caso a espécie beneficiada é a fonte solar fotovoltaica.

- Áreas, sistemas associados em comum;
- Tem como atividade fim a comercialização de energia;
- Com potência instalada superior a 5.000 kW;
- Eletricamente ligado ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

Os esclarecimentos para a escolha de características seguem nos tópicos:

- Área: Importante no que diz respeito a estudos ambientais, mesmo na regulamentação vigente necessitando de dois licenciamentos ambientais;
- Sistemas Associados: Aonde ocorre a interação elétrica e operacional entre as fontes;
- A atividade fim: Excluir qualquer tipo de geração distribuída;
- Potência: Excluir qualquer tipo de micro gerador e parques de potência reduzida;
- SIN: Excluir sistemas isolados.

Os sub tópicos seguintes associaram as características das CRGHs com os fatores anteriormente mencionados, evidenciando assim, como essas configurações podem modificar o benefício financeiro de uma usina fotovoltaica.

4.2.1 Central de Geração Eólica-Fotovoltaica

O Brasil possui um grande potencial eólico e solar, sendo que a fonte eólica possui uma parcela de 5,1% na matriz elétrica brasileira e a fonte solar, ainda, possui seu benefício financeiro muito frágil. A possibilidade de inserir placas fotovoltaicas em um parque eólico, tornando assim uma CRGH, diminui essa fragilidade. Partindo dos fatores indicados na metodologia analisa-se conjuntamente as duas fontes (ABEEÓLICA, 2015).

Os aero geradores geram uma turbulência no vento, o tornando pouco aproveitável a uma distância para trás desse aero gerador. Mas os ventos que passam ao lado das pás da turbina dissipam essa turbulência, tornando assim, o vento novamente aproveitável. A área coberta por essa turbulência chama-se área de influência. Tais áreas ficam disponíveis para outras atividades, caso essa área seja plana pode-se fazer um aproveitamento energético utilizando a tecnologia fotovoltaica (CEPEL, 2001).

4.2.2 Central de Geração Hidro-Solar

A matriz elétrica brasileira é baseada em grandes hidrelétricas com grandes reservatórios. Nesses reservatórios ou até mesmo em Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) pode-se instalar placas fotovoltaicas com bases flutuantes. Neste caso é possível gerar energia solar durante o dia enquanto o reservatório se enche e durante a noite a baixar o nível do reservatório, e com isso fazer o aproveitamento da subestação elevadora. Mas é claro, que a estrutura flutuante tem um custo superior à uma terrestre.

Houve uma chamada pública para realizar-se um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) da Eletro para o estudo dessa configuração. Em outros países como Austrália e Japão há centrais solares fotovoltaicas flutuantes, sobre reservatórios de água e ou até mesmo sobre o mar. Portanto, há viabilidade técnica para painéis flutuantes.

5 APRESENTAÇÃO DOS FATORES

Os fatores, já citados na metodologia, serão apresentados neste tópico. Essa apresentação busca explicar como se reduzir o impacto financeiro de cada um dos fatores. Os fatores estão apresentados conforme o diagrama abaixo:

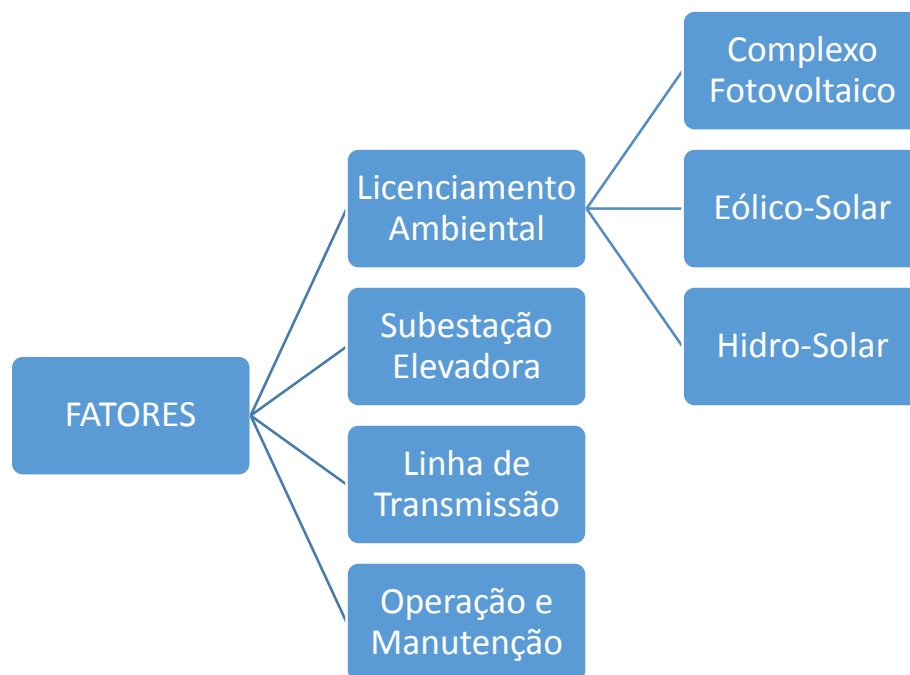


Figura 4: Diagrama estrutural de apresentação dos fatores.

Fonte: Autor.

5.1 LICENCIAMENTO AMBIENTAL

Neste tópico está apresentado em seus sub tópicos de que maneira existe um aproveitamento, o qual possa refletir em uma redução de investimento.

5.1.1 COMPLEXO FOTOVOLTAICO

O processo de licenciamento ambiental para parques fotovoltaicos é via um processo simplificado. Neste caso de complexo fotovoltaico, o melhor aproveitamento dos sistemas associados faz com que esse licenciamento receba vantagens (MMA,2001).

5.1.2 EÓLICO-SOLAR

A licença ambiental é relacionada a atividade a ser realizada, mas os estudos ambientais¹⁰ são referentes a uma área.

A licença prévia de um parque fotovoltaico é requerida através do Relatório Ambiental Simplificado (RAS). O órgão responsável analisa esse documento, e assim o processo do licenciamento pode ou não ser simplificado. No caso da eólica os parâmetros de avaliação são mais rígidos, então sendo menos comum um processo simplificado do licenciamento ambiental.

Portanto, esses estudos de um parque eólico aumentam a segurança do investidor para empreitar um parque solar. O órgão ambiental responsável pode quando julgar necessário solicitar os estudos ambientais, com isso, caso os peçam, o custo, para o projeto solar, é significativamente menor ou nulo (MMA,2001).

5.1.3 HIDRO-SOLAR

O processo ambiental de uma Usina Hidrelétrica (UHE) ou mesmo de uma PCH é muito complexo e bem diferente ao do parque solar, sendo que gera uma alteração radical na geografia do local. Mas, de qualquer forma, deve ser possível aproveitar algum estudo, caso precise. Além de que a análise realizada para a liberação da licença prévia engloba os sistemas associados, então o aproveitamento de qualquer sistema associado deve favorecer positivamente o parecer.

O processo de licenciamento ambiental, neste caso, até a licença de operação, deverá ser mais fácil, uma vez que se trata de um ambiente previamente modificado.

5.2 SUBESTAÇÃO ELEVADORA

A subestação representa um custo significativo ao projeto, e a sua especificação depende do ponto de acesso concedido pelo ONS (Nível de tensão e a localização geográfica). Assim quanto maior o nível de tensão mais caro o os componentes da subestação (transformador elevador), para a mesma potência.

Portanto, o custo da subestação se torna reduzido para o complexo fotovoltaico. No caso da hidro-solar é possível, dependendo da hidrelétrica, utilizar o mesmo equipamento aprimorando apenas a operação das fontes. Utilizando, assim, a água da barragem como banco de bateria da fonte solar.

¹⁰ Estudos Ambientais: Estudo de Impacto Ambiental (EIA) e o Relatório de Impacto Ambiental (RIMA).

Tabela 2: Relação de componentes e percentual do custo da subestação elevadora.
Fonte: Autor.

Componentes/Casos	Complexo Fotovoltaico	Eólico-Solar [%]	Hidro-Solar [%]
Montagem Eletromecânica	$\frac{1}{n^{\circ} \text{ de parque}} * 100\%$	10 ou 100	10 ou 100
Obras Cíveis		0 ou 100	0 ou 100
Comissionamento		10 ou 100	10 ou 100
Equipamento	$\frac{VB_{30} - \frac{VB_n}{n^{\circ} \text{ de parques}}}{VB_{30}} * 100\%$	0 ou 100	0 ou 100

A tabela acima apresenta os componentes do fator e para cada caso o percentual do custo do componente. A explicação se dividirá em somente duas partes: uma para o complexo fotovoltaico e outra para CRGH, uma vez que o percentual do custo é igual para o eólico-solar e o hidro-solar.

No caso do complexo os custos para cada parque de 30 MW são simplesmente o custo sobre o número de parques de 30 MW, com exceção para o equipamento. Como esses valores devem representar um percentual de um parque de 30 MW sem estrutura pré-existente e o valor de um transformador elevador para 30 MW é significativamente menor que um para 90 MW de potência. Portanto o percentual será o custo para um dos parques deste complexo sobre o valor base de um transformador para um parque de 30 MW, como pode ser observado na tabela acima. Onde, VB_n e VB_{30} são os valores base dos equipamentos para um parque de n e 30 MW, respectivamente.

Já para os casos das CRGHs, a obra civil e os equipamentos da fonte pré-existente podem ou não serem aproveitados, ou seja, só tem duas possibilidades o custo nulo ou o custo total. Para os componentes de montagem eletromecânica e comissionamento se houver o aproveitamento foi considerado um custo de 10% para acrescentar os painéis fotovoltaicos ao sistema.

Os valores de bases para a subestação elevadora estão na tabela a seguir:

Tabela 3: Relação de componentes e preços da subestação elevadora.**Fonte:** Consultoria.

Componente/Preço	VB_{30}	VB_{90}
Montagem Eletromecânica	R\$ 1.500.000,00	R\$ 1.600.000,00
Obras Civas	R\$ 1.700.000,00	R\$ 1.700.000,00
Comissionamento	R\$ 500.000,00	R\$ 500.000,00
Equipamento	R\$ 8.000.000,00	R\$ 12.000.000,00

Os valores presentes na tabela são referentes a uma subestação elevadora com faixa de tensão de 34/230 KV. Por tanto a linha de transmissão é de 230 KV.

5.3 LINHA DE TRANSMISSÃO

Antes da consolidação da fonte eólica, a linha de transmissão foi concedida pelo estado em forma de incentivo a construção de parques eólicos. Hoje, a fotovoltaica está no processo de consolidação, mas devidos a problemas ocorridos nos casos dos parques eólicos esse incentivo deixou de existir, sendo mais um desafio à consolidação da fonte fotovoltaica.

No entanto, quando aplicada da solução dos conjuntos de parques esses custos são diluídos e quando se utiliza a alternativa da CRGH essa linha é pré-existente do empreendimento no qual houve a inserção dos painéis. Então, no primeiro caso há diminuição do custo por projeto e no segundo este custo é eliminado, conforme a tabela abaixo:

Tabela 4: Relação de componentes e percentuais do custo da linha de transmissão.**Fonte:** Autor.

Componentes/Casos	Complexo Fotovoltaico	Eólico-Solar [%]	Hidro-Solar [%]
Trecho Rural	$\frac{1}{n^{\circ} \text{ de parque}} * 100\%$	0 ou 100	0 ou 100
Faixa de Indenização		0 ou 100	0 ou 100

Os valores bases para os componentes da linha de transmissão apresentam-se na Tabela 5, abaixo:

Tabela 5: Relação de componentes e custos da linha de transmissão.**Fonte:** Consultoria.

Componente/Preço	VB (R\$/km)
Trecho Rural	450.000,00
Faixa de Indenização	7.000,00

5.4 O&M

A O&M é um custo mensal fixo e com possíveis variações imprevistas. Essas variações se devem a panes e a possíveis defeitos que podem ocorrer. A fotovoltaica neste aspecto tem uma vantagem, pois quando possui peças móveis, são poucas e tais peças não estão sujeitas a grandes pressões e temperaturas. Independentemente das proporções do projeto é necessária uma equipe mínima¹¹.

No ganho em escala acredita-se que essa mesma equipe pode ser capaz de operar e realizar a manutenção em um projeto de, por exemplo, 60MW, e talvez aumentando um pouco, mas não chegando a dobrá-la, essa equipe opere um projeto de 90MW, por exemplo.

Nos casos das CRGHs a ideia é o aproveitamento da equipe de O&M do empreendimento existente com a adição inferior a equipe mínima, com o acréscimo do custo do treinamento. Sendo que o custo com treinamento se tem uma vez e/ou uma reciclagem ou atualização, diferente de um funcionário que recebe mensalmente. Portanto gerando uma possível economia e melhoria na benefício financeiro.

Tabela 6: Relação do caso e do percentual do custo de O&M.**Fonte:** Consultoria.

	Solar	Complexo Fotovoltaico	Eólico-Solar	Hidro-Solar
O&M (%/MWh)	100	72	86	86

A Tabela 6 acima apresenta os valores percentuais do custo de O&M para cada MWh produzido em parque solar sem estrutura pré-existente de 30MW. Onde 100% é igual a 25,00 R\$/MWh.

¹¹ A menor equipe capaz de realizar a O&M de um parque fotovoltaico, respeitando as leis trabalhistas brasileiras. Um parque de 30 MW, por ter uma maioria dessa potência como ganhadores do leilão.

6 RESULTADOS E ANÁLISES

Os cenários são combinações dos resultados do 6º e do 7º LER, dos casos e dos fatores. Os resultados apresentados a seguir são a TIR para cada cenário e, como já dito na metodologia, o parâmetro de comparação será os juros cobrados pelo BNDES, conforme na tabela abaixo:

Tabela 7: Relação do financiamento e as taxas.

Fonte: BNDES.

	Fundo Clima	Finem
MENOR TAXA	1,4% a.a.	8,4% a.a.
MAIOR TAXA	3,87% a.a.	10,87% a.a.

Os recursos do Fundo Clima estão, temporariamente, disponíveis apenas para os parques comercializados no 6º LER. A variação entre a menor e a maior taxa é em função da credibilidade do cliente do banco que solicita o empréstimo. As cores associadas às taxas de juros são um indicador de benefício financeiro, assim, a cor verde indica que o parque tem um bom benefício financeiro e o vermelho indicando baixo benefício financeiro.

6.1 CENÁRIOS BASE

Neste sub tópico apresenta-se os resultados do cálculo da TIR com os valores de base. Conforme na Tabela 8 a seguir:

Tabela 8: TIR dos cenários base.

Fonte: Autor.

	6º LER	7º LER	HIPÓTESE
FIXO	4,21%	8,91%	7,34%
TRACKER de 1 EIXO	6,31%	11,52%	9,77%

Os resultados apontam o benefício financeiro para os projetos vendidos no 6º LER apenas pelo Fundo Clima, os tornando projetos com uma viabilidade muito sensível e dependente deste financiamento. Já os projetos vendidos no 7º LER são mais robustos, em relação ao benefício financeiro. Vale ressaltar que a taxa de juros cobrada pelo Fundo Clima é muito inferior as cobradas por outros financiamentos. O preço calculado de maneira aproximada na hipótese é razoável, uma vez que alterou o índice de financiamento de projetos que utilizam base com *tracker* de 1 eixo.

6.2 CENÁRIOS COM APROVEITAMENTO DA SUBESTAÇÃO ELEVADORA

As tabelas abaixo apresentam a TIR com o aproveitamento da subestação elevadora para o complexo fotovoltaico e para a CRGH, respectivamente.

Tabela 9: TIR para complexo fotovoltaico com 3 parques e aproveitamento da subestação elevadora.

Fonte: Autor.

	6º LER	7ºLER
FIXO	5,14%	9,91%
TRACKER de 1 EIXO	7,27%	12,54%

Para o complexo fotovoltaico o aproveitamento da subestação elevadora consiste, basicamente, num ganho em escala. Sendo que os custos serão um pouco mais elevados, mas nunca multiplicados pelo número de parques, e dividido pelo número de parques de 30 MW.

Tabela 10: TIR para CRGH e aproveitamento da subestação elevadora.

Fonte: Autor.

	6º LER	7ºLER
FIXO	5,37%	10,26%
TRACKER de 1 EIXO	7,45%	12,86%

É possível perceber que mesmo com o aumento da TIR não houve alteração do índice de benefício financeiro, nestes cenários. Ou seja, não alterou a oportunidade de ser viável financeiramente com outro financiamento.

6.3 CENÁRIOS COM NECESSIDADE DE LINHA DE TRANSMISSÃO

Nos cenários representados nas tabelas a seguir foram considerado 15 km de linha de transmissão para cada caso.

Tabela 11: TIR de parque de 30MW e necessidade de 15 km de linha de transmissão.

Fonte: Autor.

	6º LER	7ºLER
FIXO	3,69 %	8,28%
TRACKER de 1 EIXO	5,82%	10,91%

Para o parque sem estrutura pré-existente há uma queda no índice para os projetos do 7º LER com painéis sobre a base fixa. Essa queda de índice significa o não benefício financeiro para estes projetos, uma vez que os financiamentos do Fundo Clima estão, temporariamente, indisponíveis a outros empreendimentos que não sejam do 6º LER.

Tabela 12: TIR de complexo fotovoltaico com 3 parques e necessidade de 15 km de linha de transmissão.

Fonte: Autor.

	6º LER	7ºLER
FIXO	4,44 %	9,05%
TRACKER de 1 EIXO	6,60%	11,70%

O aumento da TIR no cenário de complexo fotovoltaico se deve a diluição do custo dos 15 km de linha de transmissão entre os 3 parques e ao custo mais barato de O&M por MWh produzido.

Tabela 13: TIR CRGH e necessidade de 15 km de linha de transmissão.

Fonte: Autor.

	6º LER	7ºLER
FIXO	3,90 %	8,46%
TRACKER de 1 EIXO	6,04%	11,10%

Já para a CRGH a TIR reduz, mesmo com o custo de O&M mais barato. Porém, o comprimento da linha de transmissão varia de projeto para projeto. Por conta disso a tabela a seguir apresenta quanto a TIR decresce para cada 1 km de linha de transmissão acrescentado.

Tabela 14: Decréscimo da TIR para cada 1 km de linha de transmissão adicionado.

Fonte: Autor.

	6º LER	7ºLER
FIXO	-0,0345%	-0,0421%
TRACKER de 1 EIXO	-0,0336%	-0,0414%

O sinal negativo representa a redução da TIR. Esse ensaio foi realizado de 1 a 15 km, e retirado a média da variação para cada cenário. A diferença entre o complexo

fotovoltaico, CRGH e o cenário base são mínimas, logo essa tabela é válida para estes três casos.

6.4 CENÁRIOS COM VARIAÇÕES DE O&M

A redução dos custos de operação e manutenção é proveniente das instalações e mobilização de equipe que a prestadora de serviço já tem na região ou que este custos será diluído entre os projetos.

Tabela 15: TIR de um complexo fotovoltaico com 3 parques de 30MW.

Fonte: Autor.

	6º LER	7º LER
FIXO	4,62 %	9,26%
TRACKER de 1 EIXO	6,77%	11,92%

Assim é notável que a TIR é elevada em relação ao valor base. Com uma redução de 28% neste custo, para o complexo fotovoltaico, gera um aumento significativo na TIR, mas não sendo o suficiente para proporcionar uma nova opção de financiamento.

Tabela 16: TIR de uma CRGH.

Fonte: Autor.

	6º LER	7º LER
FIXO	4,42%	9,09%
TRACKER de 1 EIXO	6,54%	11,72%

Evidente que se no complexo fotovoltaico a redução foi insuficiente para oferecer uma nova opção de financiamento, na CRGH com a redução de apenas 14%, também não será suficiente.

7 CONCLUSÃO

A geração de energia elétrica proveniente de fontes renováveis há muito tempo é a maior parcela da matriz elétrica brasileira. As grandes hidrelétricas ainda representam a grande parte desta parcela, entre os motivos está a segurança energética, a qual está sofrendo uma desconfiança por causa de duas crises hídricas nos últimos 20 anos. Com isso surgiu programas para incentivar outras fontes renováveis com menos segurança energética para suprir a base da demanda elétrica. Esses programas incentivaram PCHs, parques eólicos e mais recentemente parques solares.

Os incentivos são responsáveis por transformar em viáveis projetos, seja por uma regulamentação do setor ou até mesmo por uma linha de crédito com juros mais baixos. Desta forma a hipótese proposta neste trabalho se confirma quando utilizamos a mesma linha de crédito que um parque eólico poderia conseguir. Mas para a taxa de juros proporcionada pelo Fundo Clima a hipótese é falha. Por meio uma linha de crédito especial e que, inclusive, ficou restringida somente aos projetos vencedores do 6º LER.

Percebido os baixos preços de comercialização da energia no 6º LER foi calculado uma aproximação, pela comparação com a fonte eólica, de quanto deveria ser o preço teto mínimo. Tal cálculo gerou um valor razoável, porém baixo, pois somente alterou o índice de financiamento de painéis sobre estrutura com *tracker* de um eixo. Mas não conseguindo alterar esse índice para painéis sobre bases fixas.

Então, para alterar o índice de benefício financeiro destes projetos eles foram submetidos a diferentes cenários, onde há fatores que influenciam positiva e negativamente para o benefício financeiro. Mas até para o melhor dos casos os projetos vendidos no 6º LER são dependentes do financiamento do Fundo Clima.

Deve ser lembrado aqui, que não foi considerado possíveis negociações em relação ao preço de equipamentos e serviços, ou seja, pode acontecer que projetos vencedores do 6º LER tenham, na prática, um índice de benefício financeiro superior a encontrada neste trabalho.

Por tanto, a instalação de parques fotovoltaicos no Brasil é viável financeiramente, tendo como exemplos os 6º e 7º leilões de energia reserva.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Agência Nacional de Energia Elétrica – **ANEEL**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 28/05/2015

Associação Brasileira de Energia Eólica – ABEEólica. **Boletim de Dados, Janeiro de 2015**. Disponível em: <<http://www.abeeolica.org.br/pdf/Boletim-de-Dados-ABEEolica-Janeiro-2015-Publico.pdf>> Acesso em: 11/06/2015

BRASIL. ANEEL. **Resolução Normativa nº 390, de 15 de dezembro de 2009**. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2009390.pdf>> Acesso em: 10/05/2015

_____. **Resolução Normativa nº 391, de 15 de dezembro de 2009**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2009391.pdf>> Acesso em: 10/05/2015

_____. **Resolução Normativa nº 546, de 16 de abril de 2013**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2011/036/resultado/ren2013546.pdf>>Acesso em: 16/05/2015

BRASIL. Ministério de Minas e Energia – MME. Empresa de Pesquisa Energética. **Leilão de Energia de Reserva de 2014**. Participação dos Empreendimentos Solares Fotovoltaicos: Visão Geral. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%B5es%202014/NT_EPE-DEE-NT-150_2014.pdf> Acesso em: 13/06/2015

_____. **Expansão da Energia:** Empreendimentos Fotovoltaicos. Instruções para solicitação de cadastramento e habilitação técnica com vistas à participação nos leilões de energia elétrica. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/EPE-DEE-RE-065_2013-r2_UFV.PDF> Acesso em: 01/05/2015

_____. **Expansão de Energia:** Empreendimentos Eólicos. Instruções para solicitação de cadastramento e habilitação técnica com vistas à participação nos leilões de energia elétrica. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/EPE-DEE-RE-017_2009_r12_EOL.PDF> Acesso em: 30/04/2015

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente. Conselho Nacional do Meio Ambiente. **Resolução CONAMA nº 279, de 27 de junho de 2001, Publicada no DOU nº 125-E, de 29 de junho de 2001, Seção 1, páginas 165-166**. Disponível em: <http://www.mma.gov.br/port/conama/legislacao/CONAMA_RES_CONS_2001_279.pdf> Acesso em: 14/05/2015

_____. **Resolução nº 462, de 24 de julho de 2014**. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/port/conama/legiabre.cfm?codlegi=703>> Acesso em:

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – **CCEE**. Disponível em:
<<http://www.ccee.org.br>> Acesso em: 21/05/2015

RENOVA ENERGIA. **Projeto Híbrido Solar/Eólico**. Disponível em:
<<http://www.pvpowerbrazil.com.br/files/conteudos/0000001-0000500/52/ffb6929d19622762b4532a7381b07b16.pdf>> Acesso em: 10/06/2015

ANEXOS 1: Resultado do 6º Leilão de Energia de Reserva



Empreendimento - Produto Quantidade - QTD-UES-ER20

Empresa Proprietária	Empreendimento	UF	Fonte	Investimento (R\$)	Potência (MW)	GF (MWm)	Lotes Contratados	Total (MWh)	Preço de Lance (R\$/MWh)	Preço de Venda (R\$/MWh)
COREMAS I	COREMAS I	PB	UES	125.372.000,00	30,000	6,9	67	1.174.644,000	219,78	219,78
DRACENAS	DRACENA 1	SP	UES	128.320.000,00	30,000	5,9	59	1.034.388,000	217,75	217,75
DRACENAS	DRACENA 2	SP	UES	128.320.000,00	30,000	5,9	59	1.034.388,000	217,75	217,75
DRACENAS	DRACENA 3	SP	UES	128.265.000,00	30,000	5,9	59	1.034.388,000	217,75	217,75
DRACENAS	DRACENA 4	SP	UES	128.320.000,00	30,000	5,9	59	1.034.388,000	217,75	217,75
EGP BONDIA	ITUVERAVA 1	BA	UES	156.636.000,00	30,000	8,4	84	1.472.688,000	214,83	214,83
EGP BONDIA	ITUVERAVA 2	BA	UES	156.636.000,00	30,000	8,4	84	1.472.688,000	214,84	214,84
EGP BONDIA	ITUVERAVA 3	BA	UES	156.636.000,00	30,000	8,4	84	1.472.688,000	214,85	214,85
EGP BONDIA	ITUVERAVA 4	BA	UES	156.636.000,00	30,000	8,4	84	1.472.688,000	214,86	214,86
EGP BONDIA	ITUVERAVA 5	BA	UES	156.636.000,00	30,000	8,4	84	1.472.688,000	214,87	214,87
EGP BONDIA	ITUVERAVA 6	BA	UES	156.636.000,00	30,000	8,4	84	1.472.688,000	214,88	214,88
EGP BONDIA	ITUVERAVA 7	BA	UES	156.636.000,00	30,000	8,4	84	1.472.688,000	214,89	214,89
FCR III	FCR III Itapuranga	GO	UES	52.910.000,00	10,000	1,8	18	315.576,000	220,00	220,00
FRV BANABUIÚ	FRV BANABUIÚ	CE	UES	140.050.000,00	30,000	7,3	73	1.279.836,000	200,84	200,84
FRV MASSAPE	FRV Massapê	CE	UES	139.490.000,00	30,000	7,1	71	1.244.772,000	200,82	200,82
GUAIMBE	GUAIMBE 1	SP	UES	127.818.000,00	30,000	5,9	59	1.034.388,000	215,95	215,95
GUAIMBE	GUAIMBE 2	SP	UES	127.818.000,00	30,000	5,9	59	1.034.388,000	215,95	215,95
GUAIMBE	GUAIMBE 3	SP	UES	127.818.000,00	30,000	5,9	59	1.034.388,000	220,80	220,80
GUAIMBE	GUAIMBE 4	SP	UES	127.533.000,00	30,000	5,9	59	1.034.388,000	220,80	220,80
GUAIMBE	GUAIMBE 5	SP	UES	127.206.000,00	30,000	5,9	59	1.034.388,000	220,80	220,80
INHARÉ	Inharé I	RN	UES	133.279.000,00	30,000	7,7	77	1.349.964,000	218,70	218,70
RIO ENERGY EOL IV	SOLAR CAETITÉ 1	BA	UES	140.007.000,00	29,970	6,6	66	1.157.112,000	207,52	207,52
RIO ENERGY EOL IV	SOLAR CAETITÉ 2	BA	UES	140.007.000,00	29,970	6,6	66	1.157.112,000	207,52	207,52
RIO ENERGY EOL IV	SOLAR CAETITÉ 3	BA	UES	140.007.000,00	29,970	6,6	66	1.157.112,000	207,52	207,52
RNV	Caetité I	BA	UES	148.950.000,00	29,750	6,5	65	1.139.580,000	220,30	220,30
RNV	Caetité II	BA	UES	148.950.000,00	29,750	6,5	65	1.139.580,000	220,30	220,30
RNV	Caetité IV	BA	UES	148.950.000,00	29,750	6,5	65	1.139.580,000	220,30	220,30
RNV	Caetité V	BA	UES	53.425.000,00	10,500	2,3	23	403.236,000	220,30	220,30
SOLATIO	VAZANTE 1	MG	UES	128.320.000,00	30,000	6,0	60	1.051.920,000	216,12	216,12
SOLATIO	VAZANTE 2	MG	UES	128.320.000,00	30,000	6,0	60	1.051.920,000	216,12	216,12
SOLATIO	VAZANTE 3	MG	UES	128.320.000,00	30,000	6,0	60	1.051.920,000	216,12	216,12
				4.144.227.000,00	889,660	202,3	2021	35.432.172,000		

Empreendimento - Produto Quantidade - QTD-UEE-ER20

Empresa Proprietária	Empreendimento	UF	Fonte	Investimento (R\$)	Potência (MW)	GF (MWm)	Lotes Contratados	Total (MWh)	Preço de Lance (R\$/MWh)	Preço de Venda (R\$/MWh)
CEA ENERGIA	Assuruá III	BA	UEE	44.974.870,00	12,000	5,9	59	1.034.388,000	142,90	142,90
CEA ENERGIA	Assuruá IV	BA	UEE	112.439.180,00	30,000	13,1	131	2.296.692,000	142,90	142,90
CEA ENERGIA	Capoeiras III	BA	UEE	104.942.040,00	28,000	11,6	116	2.033.712,000	142,92	142,92
CEA ENERGIA	Curral de Pedras I	BA	UEE	74.960.450,00	20,000	9,0	90	1.577.880,000	142,90	142,90
CEA ENERGIA	Curral de Pedras II	BA	UEE	112.439.180,00	30,000	13,5	135	2.366.820,000	142,90	142,90
CEA ENERGIA	Diamante II	BA	UEE	67.464.320,00	18,000	7,7	77	1.349.964,000	142,91	142,91
CEA ENERGIA	Diamante III	BA	UEE	67.464.320,00	18,000	7,9	79	1.385.028,000	142,90	142,90
CEA ENERGIA	Laranjeiras I	BA	UEE	104.942.040,00	28,000	11,7	117	2.051.244,000	142,92	142,92
CEA ENERGIA	Laranjeiras II	BA	UEE	112.439.180,00	30,000	13,2	132	2.314.224,000	142,91	142,91
CEA ENERGIA	Laranjeiras V	BA	UEE	97.447.900,00	26,000	10,8	108	1.893.456,000	142,92	142,92
CGE	Pedra Rajada	RN	UEE	87.277.000,00	20,000	11,0	110	1.928.520,000	140,88	140,88
CGE	Pedra Rajada II	RN	UEE	87.277.000,00	20,000	10,1	101	1.770.732,000	140,88	140,88
CUTIA	DREEN Cutia	RN	UEE	97.618.170,00	25,200	9,6	96	1.683.072,000	144,00	144,00
CUTIA	DREEN Guajiru	RN	UEE	83.815.190,00	21,600	8,3	83	1.455.156,000	144,00	144,00
CUTIA	Esperança do Nordeste	RN	UEE	116.088.070,00	30,000	9,1	91	1.595.412,000	144,00	144,00
CUTIA	GE Jangada	RN	UEE	114.867.770,00	30,000	10,3	103	1.805.796,000	144,00	144,00
CUTIA	GE Maria Helena	RN	UEE	114.867.770,00	30,000	12,0	120	2.103.840,000	144,00	144,00
CUTIA	Paraíso dos Ventos do Nordeste	RN	UEE	115.688.070,00	30,000	10,6	106	1.858.392,000	144,00	144,00
CUTIA	Potiguar	RN	UEE	112.070.000,00	28,800	11,5	113	1.981.116,000	144,00	144,00
EGP-SOWITEC-DELFINA	DELFINA I	BA	UEE	113.154.420,00	30,000	13,6	136	2.384.352,000	138,89	138,89
EGP-SOWITEC-DELFINA	DELFINA II	BA	UEE	113.154.420,00	30,000	13,6	136	2.384.352,000	138,87	138,87
EGP-SOWITEC-DELFINA	DELFINA V	BA	UEE	113.154.420,00	30,000	13,6	136	2.384.352,000	138,88	138,88
PEC	Serra das Vacas V	PE	UEE	117.130.000,00	26,000	11,6	116	2.033.712,000	143,77	143,77
PEC	Serra das Vacas VII	PE	UEE	117.130.000,00	26,000	11,0	110	1.928.520,000	143,77	143,77
RNV	Mulungu	BA	UEE	59.982.900,00	14,700	6,5	65	1.139.580,000	138,90	138,90
RNV	Pau Santo	BA	UEE	71.516.120,00	18,000	9,2	92	1.612.944,000	138,90	138,90
RNV	Quina	BA	UEE	46.317.420,00	10,800	5,2	52	911.664,000	138,90	138,90
VSEER	VENTOS DE SANTO ESTEVÃO IV	PE	UEE	108.087.000,00	30,000	14,2	142	2.489.544,000	142,99	142,99
VSVER	Ventos de Santo Onofre IV	PI	UEE	108.090.000,00	30,000	13,6	136	2.384.352,000	142,99	142,99
VSVER	Ventos de São Virgílio 01	PI	UEE	108.087.000,00	30,000	15,2	152	2.664.864,000	142,99	142,99
VSVER	Ventos de São Virgílio 03	PI	UEE	64.852.200,00	18,000	9,2	92	1.612.944,000	142,99	142,99
				2.969.738.420,00	769,100	333,4	3332	58.416.624,000		

Total Geral	
Potência (MWmédio)	1658,760
Garantia Física (MWmédio)	535,700
Total Contratado (MWmédio)	535,3
Preço Médio(R\$/MWmédio)	169,82
Total (MWh)	93.848.796,000
Montante (R\$)	15.937.064.344,44